ESTIMATES

Northern Pipeline Agency Canada

Performance Report

For the period ending
March 31, 2000

Canada

Improved Reporting to Parliament
Pilot Document

The Estimates of the Government of Canada are structured in several parts. Beginning with an overview of total government spending in Part I, the documents become increasingly more specific. Part II outlines spending according to departments, agencies and programs and contains the proposed wording of the conditions governing spending which Parliament will be asked to approve.

The *Report on Plans and Priorities* provides additional detail on each department and its programs primarily in terms of more strategically oriented planning and results information with a focus on outcomes.

The *Departmental Performance Report* provides a focus on results-based accountability by reporting on accomplishments achieved against the performance expectations and results commitments as set out in the spring *Report on Plans and Priorities.*

©Minister of Public Works and Government Services Canada — 2000

Available in Canada through your local bookseller or by mail from

Canadian Government Publishing — PWGSC

Ottawa, Canada K1A 0S9

Catalogue No. BT31-4/56-2000
ISBN 0-660-61385-9

Foreword

On April 24, 1997, the House of Commons passed a motion dividing on a pilot basis the *Part III of the Estimates* document for each department or agency into two separate documents: a *Report on Plans and Priorities* tabled in the spring and a *Departmental Performance Report* tabled in the fall.

This initiative is intended to fulfil the government's commitments to improve the expenditure management information provided to Parliament. This involves sharpening the focus on results, increasing the transparency of information and modernizing its preparation.

The Fall Performance Package is comprised of 83 Departmental Performance Reports and the President's annual report, *Managing for Results 2000.*

This ***Departmental Performance Report,*** covering the period ending March 31, 2000 provides a focus on results-based accountability by reporting on accomplishments achieved against the performance expectations and results commitments as set out in the department's *Report on Plans and Priorities* for 1999-00 tabled in Parliament in the spring of 1999.

Results-based management emphasizes specifying expected program results, developing meaningful indicators to demonstrate performance, perfecting the capacity to generate information and reporting on achievements in a balanced manner. Accounting and managing for results involve sustained work across government.

The government continues to refine its management systems and performance framework. The refinement comes from acquired experience as users make their information needs more precisely known. The performance reports and their use will continue to be monitored to make sure that they respond to Parliament's ongoing and evolving needs.

This report is accessible electronically from the Treasury Board Secretariat Internet site: http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dpre.asp

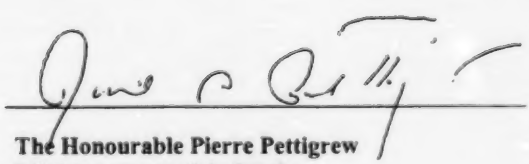
Comments or questions can be directed to the TBS Internet site or to:

Planning, Performance and Reporting Sector
Treasury Board Secretariat
L'Esplanade Laurier
Ottawa, Ontario, Canada
K1A OR5
Tel: (613) 957-7167
Fax (613) 957-7044

Northern Pipeline Agency

Performance Report

For the period ending March 31, 2000



The Honourable Pierre Pettigrew
Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency

Table of Contents

Section I: **Executive Summary** 1
Figures 1 and 2: Maps 2

Section II: **Departmental Performance** 3
A. Societal Context 3
B. Performance Expectations 5
C. Chart of Key Results Commitment 5
D. Performance Accomplishments 6

Section III: **Consolidated Reporting** ..... N/A

Section IV: **Financial Performance**
A. Overview 7
B. Fixed and Variable Costs 7
C. Cost Recovery 7
D. Cost Recovery Table 8
E. Financial Tables 8
Table 1: Summary of Voted Appropriations 9
Table 2: Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending 9
Table 3: Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending 10
Table 4: Non-respendable Revenues 10

Section V: **Departmental Overview** 11
A. Mandate and Mission 11
B. Organization 11
Figure 3: Organizational Chart 12

Section VI: **Other Information** 13
A. Contacts for Further Information 13
B. Legislation and Associated Regulations Administered 13
C. Listing of Statutory and Departmental Reports 13

Subject Index 14

Section I: Executive Summary

The Northern Pipeline Agency (the Agency) was created by the *Northern Pipeline Act* (the *Act*) in 1978 to oversee the planning and construction by Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, known in the United States as the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). The ANGTS is a pipeline mega-project intended to transport Alaskan and possibly Northern Canadian natural gas to southern markets in Canada and the United States.

Unfavourable economic conditions have led to indefinite delays in the completion of the ANGTS, and consequently, the Agency's activities have been limited. In recent years the Agency's primary role has been to oversee the expansion of the southern portion of the pipeline system, referred to as the Prebuild. The Prebuild first went into operation in 1981-1982 for the initial purpose of transporting Canadian gas principally sourced from south of the 60th parallel. As conceptualized, the second stage of the project would link the prebuilt Western and Eastern legs of the pipeline with the United States reserves at Prudhoe Bay and possibly also the Canadian reserves in the Mackenzie Delta region.

In response to growing export demands, the flow capacity of the Prebuild continues to approach the 102 million cubic metres (3.6 billion cubic feet) per day rate provided for in the agreement between Canada and the United States underpinning the ANGTS. The latest expansion of the Prebuild, which came into service in December 1998, raised the current capacity to about 94 million cubic metres (3.3 billion cubic feet) per day. Approximately one-third of all Canadian natural gas exports to the United States are transported through the Prebuild.

Figures 1 and 2 on the following page show the proposed route of the ANGTS in Canada and the United States and details of the existing Prebuild in Canada.

Figure 1:
The Alaska Natural Gas Transportation System

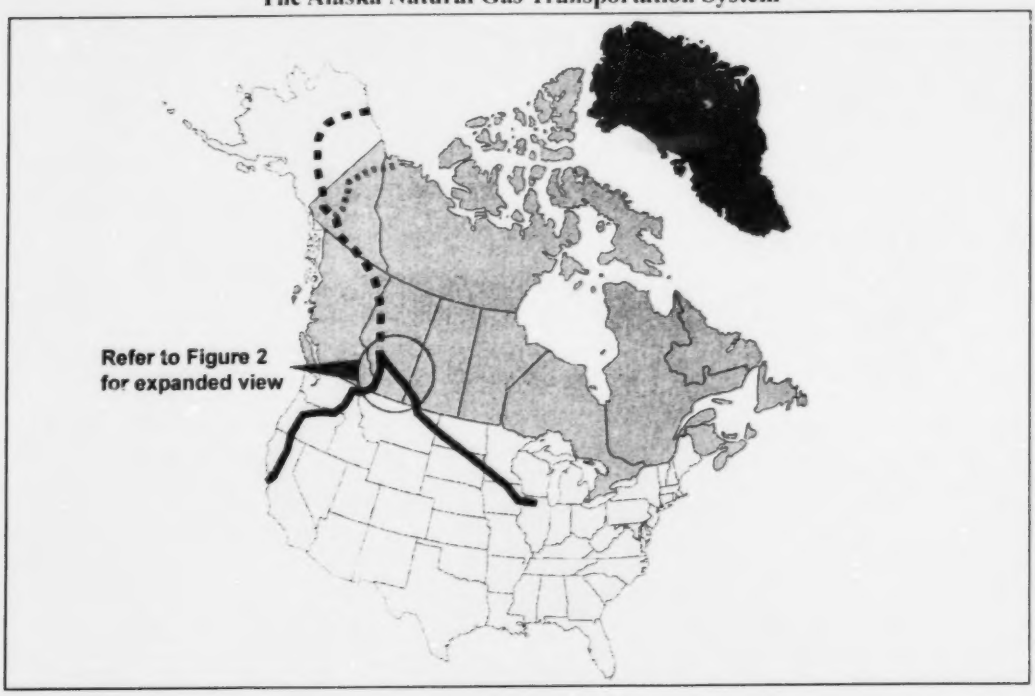
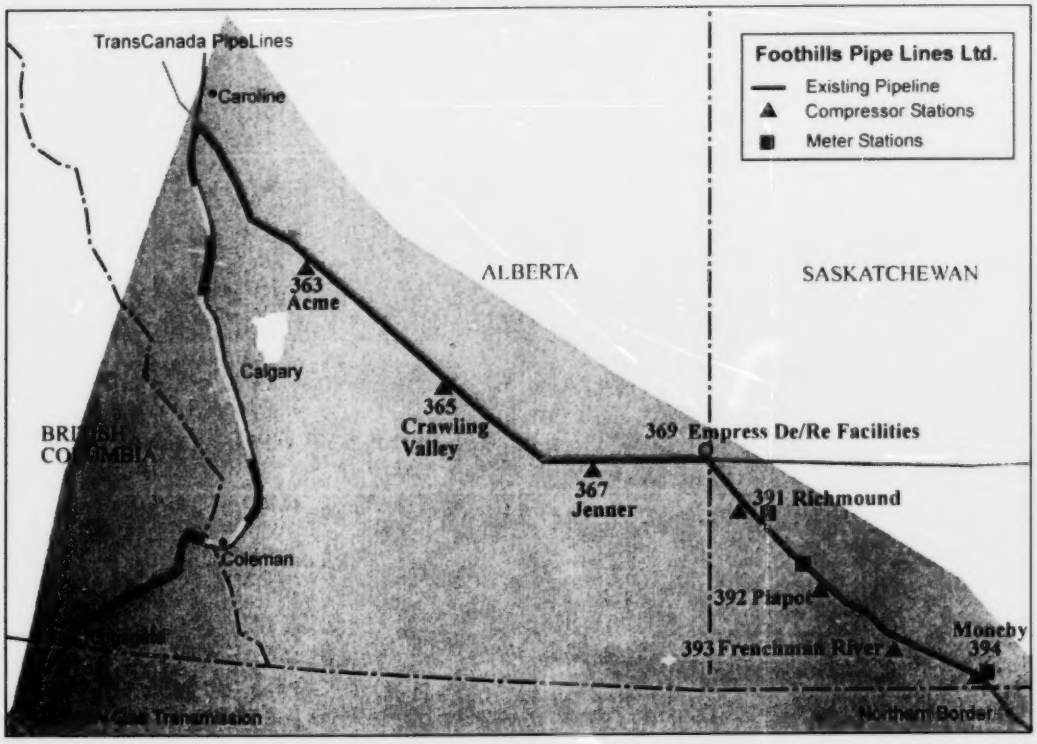


Figure 2:
The Foothills Prebuild



Section II: Departmental Performance

Northern Pipeline Agency	
Planned Spending	$259,000
Total Authorities	$265,000
1999-2000 Actual	**$202,800**

A. Societal Context

1. External Factors and Chronology of Events

The Agency's activities are dictated by the timing and pace of the construction of the ANGTS in Canada. The following provides a brief description and chronology of the ANGTS project.

The ANGTS is the largest proposed pipeline project in North America, encompassing approximately 7 700 kilometres (4,800 miles) of large-diameter mainline pipe, about 42 percent of which would be located in Canada. The route for the pipeline through Canada and the U.S. is depicted in Figure 1. Once in full operation, the ANGTS would be capable of transporting 68 million cubic metres (2.4 billion cubic feet) per day of Alaskan gas. The system, as designed, could also accommodate the receipt and onward delivery of 34 million cubic metres (1.2 billion cubic feet) per day of northern Canadian gas via a connecting pipeline from the Mackenzie Delta/Beaufort Sea region.

As far back as 1977, the concept of prebuilding the southern portions of the ANGTS was identified as a benefit of the project, providing Canadian natural gas producers with additional export opportunities and supplying U.S. consumers with much-needed gas. This Prebuild, which constituted Phase I of the ANGTS project, included a Western leg to transport Canadian gas to markets in California and the Pacific Northwest and an Eastern leg to serve primarily the U.S. Midwest market. At the same time it was contemplated that Phase II of the project, consisting of the northern portions and the remaining sections to be constructed in southern Canada and the lower 48 regions, would follow in the near term.

The construction of the Prebuild went ahead as planned and Canadian gas started flowing through the system for export in the 1981-1982 time frame. The Agency's activity level reached its peak during the construction of the Prebuild, with a corresponding staff complement of over 100 employees.

In 1982, at about the same time the Prebuild was completed, adverse market conditions led the sponsors of the ANGTS to put a hold on Phase II of the project. The adverse market conditions were a result of:

- a decline in demand for natural gas due to economic recession and energy conservation measures;
- an increase in U.S. supply in response to higher wellhead prices; and
- escalating forecast costs of construction due to inflation and rising interest rates.

It was originally anticipated that the completion of the project would be delayed by only about two years. Phase II of the ANGTS remains on hold to this day, and the Agency's role has been confined to overseeing expansions of the Eastern and Western legs. In response, the Agency shrank to a skeleton organization in the mid-1980's. At this juncture the Agency has no full-time staff. Arrangements are in place whereby the Agency relies largely on the National Energy Board for administrative and technical assistance and on Natural Resources Canada for policy advice.

There have been five expansions completed since 1988, all of which were designed to either increase system capacity or enhance system reliability. The most significant of these expansion projects involved (i) the addition of two new compressor stations on the Eastern leg in Alberta and of an additional compressor station and a further compressor unit in Saskatchewan, (ii) the completion of the Western leg mainline in southeastern BC; and (iii) a further expansion of the Eastern leg in 1998.

The flow capacity of the Prebuild continues to approach the 102 million cubic metres (3.6 billion cubic feet) per day rate provided for in the underlying ANGTS agreement between Canada and the U.S. The fifth and latest expansion of the Prebuild, which came into service in 1998, raised its capacity to about 94 million cubic metres (3.3 billion cubic feet) per day.

Perceptions of a growing North American market for gas, limitations on supply from traditional sources and strong gas prices have rekindled interest in exploring options for bringing northern gas to market. During 2000, the NPA may be required to address questions about the need for further assessments, regulatory process, and related matters with respect to the ANGTS project.

2. Objectives

The objectives of the *Act,* establishing the Agency, are to:

- carry out and give effect to the 1977 agreement between Canada and the United States underpinning the project;
- carry out, through the Agency, federal responsibilities in relation to the pipeline;
- facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the pipeline;
- facilitate consultation and co-ordination with the governments of the provinces and territories traversed by the pipeline;
- maximize the social and economic benefits of the pipeline while minimizing any adverse social and environmental impacts; and
- advance national economic and energy interests and to maximize related industrial benefits by ensuring the highest possible degree of Canadian participation.

3. Strategic Priorities

The key goals of the Agency are to:

- effectively administer the *Act* in respect of Prebuild expansions; and
- respond to Phase II of the ANGTS when required.

4. Challenges

During 1999-2000 the challenges for the Agency were minimal due to Phase II of the pipeline project remaining on hold. Agency demands were managed through an arrangement the Agency has with the Board for technical and administrative advice in areas of pipeline safety and engineering, environmental protection, and socio economic matters.

The longer-term challenge for the Agency is to be in a state of readiness in the event Phase II of the ANGTS project comes to reality.

B. Performance Expectations

The Agency's principal task for the 1999-2000 fiscal year was to maintain preparedness to respond to Foothill's regulatory filings and make sure that the *Act* is properly administered.

C. Chart of Key Results Commitment

Northern Pipeline Agency		
Provide Canadians with:	**Demonstrated By:**	**Achievements Reported In:**
• regulatory oversight of the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Natural Gas Transportation System.	• effect given to the 1977 "Agreement between Canada and the United States of America on Principles Applicable to a Northern Natural Gas Pipeline".	Section II, page 6
	• compliance with the terms and conditions of the *Northern Pipeline Act*: ▸ construction of the pipeline facilitated; ▸ governments of the provinces and territories traversed by the pipeline consulted; ▸ social and economic benefits of the pipeline maximized; ▸ adverse social and environmental effects of the pipeline minimized; ▸ national economic and energy interests advanced; and ▸ industrial benefits and Canadian participation maximized.	Section II, page 6

D. Performance Accomplishments

With the assistance of the Board, the Agency was able to respond effectively to regulatory filings made by Foothills pursuant to the *Act* in respect of its 1998 Eastern Leg Expansion Project. The management of these filings ensured that the expansion was constructed in a safe manner and with due regard for the environment. The regulatory process facilitated consultation with provincial governments and other interested persons as well as promoting maximization of social and economic benefits for Canadians.

The agreements that are currently in place with the Board and other government departments continue to facilitate efficiencies in the administration of the *Act*. An easement agreement exists among the Yukon Territory Government, the Agency, and Indian and Northern Affairs Canada (INAC) to facilitate the collection of an easement fee related to land access rights on Indian Reserves and Crown land granted to Foothills for the pipeline project. The Agency collected the annual fee of $30,400 on behalf of INAC and redistributed an appropriate share to the Yukon Territory Government. These transactions are excluded from the calculations of recoverable costs mentioned in Section IV: Financial Performance.

Section IV: Financial Performance

A. Overview

The Agency's operating budget of $259,000 is directly affected by the level of construction activity of the ANGTS. All costs incurred are fully recovered from Foothills through a cost recovery mechanism administered by the Board.

Each year the Agency's operating budget includes contingencies to mitigate any requirement to return to Parliament for increased funding in the event construction activity occurs related to the start-up of Phase II. Agency operating expenditures are kept to a minimum unless Foothills initiates some action or formal request of the Agency, in which case operating expenditures may increase proportionately.

B. Fixed and Variable Costs

The Agency's operating budget is comprised of fixed and variable cost elements, both of which experienced abnormal activity in 1999-2000.

Fixed costs relate to salaries for the NPA staff, the administration of the Leasehold Agreement by INAC and the office accommodations managed by Public Works and Government Services Canada. Given delays in the completion of the ANGTS, and consequently the Agency's limited activities in 1999-2000, the two employees of the NPA were paid severance packages and the work that they had been performing was reallocated principally to Board staff. The office accommodations, which had been provided through Foreign Affairs and International Trade (FAIT), reverted to FAIT and area for information archives was obtained from Public Works.

As a consequence of the changes in the fixed cost portion, the variable costs of the Agency which relate to costs of service provided by the Board increased slightly. Other variable costs which include fees for the Special Advisor, Policy and Public Affairs, administrative support and technical advice, and other services provided by contract are also slightly skewed in 1999-2000. The contract for the Special Advisor, Policy and Public Affairs was terminated in 1999-2000 and this service is now being acquired from within the Government of Canada. The Board's cost of technical advice and administrative services can vary substantially depending upon the timing and magnitude of Foothills' Prebuild expansion activities.

C. Cost Recovery

Agency expenditures related to the administration of the *Act* are fully recoverable, including those costs related to services provided by other government departments and the Board.

In accordance with Section 29(1) of the *Act*, the Agency recovers 100% of its costs based on the Board's *Cost Recovery Regulations*. Cost recovery is based on an estimate and adjusted in future years upon completion of an audit of the actual costs. Foothills is responsible for full cost recovery based on quarterly billings from the Board on behalf of the Agency. Details of cost recovery and the respective adjustments can be found in Cost Recovery Table 1 below.

D. Cost Recovery Table

Historical Comparison of NPA Cost Recovery (thousands of dollars)

	1997	1998	1999	2000	2001
Estimated recoverable costs	251	258	259	258	260
Actual recoverable costs	(123)	(162)	(159)[1]	-	-
Adjustment in future year	128	96	100	-	-
Estimated recoverable costs	251	258	259	258	260
Adjustment for prior year	(120)	(117)	(128)	(96)	(100)
Total Cost Recovery	131	141	131	162	160

(1) Based on information available as of June 16, 2000. The *Northern Pipeline Act* stipulates that an audit be performed annually by the Auditor General of Canada. Information is not available until the completion of the audits for the corresponding calendar year.

E. Financial Tables

The following list and Financial Tables represent an overview of the Northern Pipeline Agency's 1999-2000 financial performance.

Table 1 - Summary of Voted Appropriations
Table 2 - Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending
Table 3 - Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending
Table 4 - Non-respendable Revenues

Table 1: Summary of Voted Appropriations

Financial Requirements by Authority ($thousands)				
		1999-2000		
Vote	Northern Pipeline Agency	Planned Spending	Total Authorities	Actual
60	Program expenditures	237.0	243.0	202.8
	Contributions to employee benefit plans	22.0	22.0	22.0
Total NPA		**259.0**	**265.0**	**224.8**

Table 2: Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Agency Planned versus Actual Spending ($thousands)			
	1999-2000		
Northern Pipeline Agency	Planned	Total Authorities	Actual
FTE's	2	2	1
Operating	259.0	265.0	224.8
Capital	-	-	-
Voted Grants & Contributions	-	-	-
Total Gross Expenditures	259.0	265.0	224.8
Less:			
Respendable Revenues[1]			
Total Net Expenditures	259.0	265.0	224.8
Other Revenues & Expenditures			
Non-respendable Revenues[2]	(259.0)	(265.0)	(224.8)
Cost of Services Provided by Other Departments[3]	-	-	-
Net Cost of Program	0	0	0

(1) These revenues were formerly called "Revenues Credited to the Vote".
(2) These revenues were formerly called "Revenues Credited to the General Government Revenues (GGR)".
(3) Cost of services provided by National Energy Board is included in the Agency's Actual Operating Spending.

Table 3: Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Agency Planned Spending versus Actual Spending ($thousands)					
			1999-2000		
	Actual 1997-98	Actual 1998-99	Planned Spending	Total Authorities	Actual
Northern Pipeline Agency	170.3	142.7	259.0	265.0	224.8
Total	**170.3**	**142.7**	259.0	265.0	224.8

Table 4: Non-respendable Revenues

Non-respendable Revenues ($thousands)					
			1999-2000		
	Actual 1997-98	Actual 1998-99	Planned Revenues	Total Authorities	Actual
Northern Pipeline Agency	129.7	140.6	259.0	259.0	166.2
Total Non-respendable Revenues [1]	**129.7**	**140.6**	**259.0**	**259.0**	**166.2**

(1) These revenues were formerly called "Revenues Credited to the General Government Revenues (GGR)".

Section V: Departmental Overview

A. Mandate and Mission

In 1977, following extensive regulatory hearings in both countries, the Governments of Canada and the United States executed an *Agreement on Principles Applicable to a Northern Natural Gas Pipeline.* This agreement provided a framework for the construction and operation of the ANGTS.

In 1978, Parliament enacted the *Northern Pipeline Act* to:

(i) give effect to the agreement; and

(ii) establish the Northern Pipeline Agency to oversee the planning and construction of the Canadian portion of the project by Foothills Pipe Lines Ltd.

Implementing legislation was also passed by the United States in the form of the *Alaska Natural Gas Transportation Act.*

Prior to the commencement of construction of any particular section of the pipeline, Foothills is required to obtain a series of specific approvals from the Agency pursuant to the *Act* and the terms and conditions specified under the *Act.* These approvals relate to socio-economic and environmental factors, routing issues, technical design, and other matters such as demonstration of financing. Approval authority rests with the Agency's Commissioner and Designated Officer (the former having been delegated authority for those items requiring the approval of the Minister responsible for the Agency). In some cases, approval from the National Energy Board (the Board) is also necessary.

On behalf of the Government of Canada, the Agency coordinates implementation of the agreement reached with the United States in 1980 respecting the procurement of certain designated items such as compressors and large-diameter line pipe, valves, and fittings for the construction of the ANGTS. This agreement provides that both Canadian and American suppliers be afforded the opportunity to bid on a generally competitive basis. Canada suspended implementation of the agreement for the latest Foothills expansion due to the lack of U.S. reciprocity.

The Agency also monitors the actual construction by Foothills for compliance with its various undertakings and for sound environmental and engineering practices.

B. Organization

The Northern Pipeline Agency has been designated as a Department for the purposes of the *Financial Administration Act.* The Agency reports to Parliament through the Minister for International Trade who is responsible for the management and direction of the Agency. The Agency has two senior officers, namely a Commissioner and an

Administrator & Designated Officer. The Commissioner of the Agency, currently the Deputy Minister for International Trade, is appointed by the Governor in Council. The Administrator & Designated Officer is currently the Chairman of the National Energy Board.

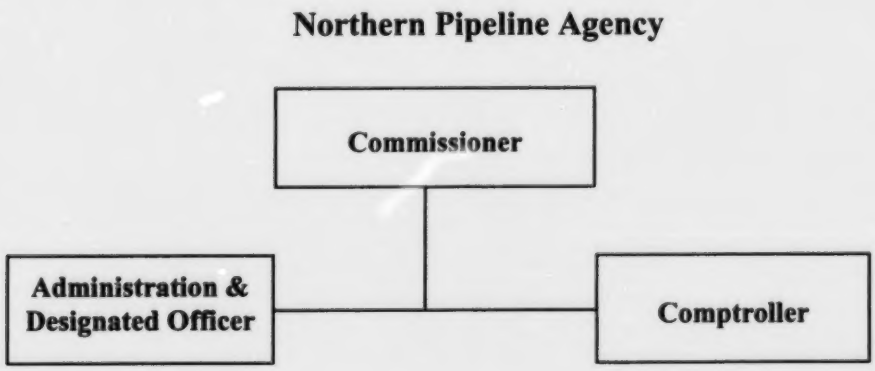
Given the continued low level of Agency activity, arrangements are in place whereby the Agency relies largely on the Board for administrative and technical assistance. This assistance is provided on a cost-recoverable basis. In addition, Natural Resources Canada provides policy advice for the Agency. The Agency has no full-time staff at this juncture.

To further assist the Minister responsible for the Agency in carrying out the Agency's mandate, there is provision for two federally-appointed advisory councils. The Councils consist of Aboriginal, business and other interested parties representing communities in Northern British Columbia and the Yukon Territory. Membership in these Councils has lapsed over the years in view of the dormant state of Phase II of this project.

As a Separate Employer, the Agency conforms closely with the principles of personnel administration that apply in the Public Service of Canada and has developed various systems to implement policy appropriate to the Agency's operating requirements.

Figure 3 provides a schematic of the reporting relationships of the key officers of the Agency.

Figure 3: Organization Chart



Section VI: Other Information

A. Contacts for Further Information Contact:

Office of the Commissioner
Lester B. Pearson Building
125 Sussex Drive
Ottawa, Ontario, K1A 0G2

Northern Pipeline Agency
c/o National Energy Board
444 - 7th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8

Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

B. Legislation and Associated Regulations Administered Acts

Northern Pipeline Act RSC 1977-78, c. 20,s.1

Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions (1980-1981)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Alberta (Order NP-MO-1-80 dated 12 June, 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Southern British Columbia (Order NP-MO-2-80 dated 12 June, 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Swift River Portion of the Pipeline in the Province of British Columbia (Order NP-MO-11-80 dated 29 August, 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Northern British Columbia (Order NP-MO-12-80 dated 29 August, 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Saskatchewan (Order NP-MO-13-80 dated 29 August, 1980)

Regulations

National Energy Board Cost Recovery Regulations SOR/91-7

C. Listing of Statutory and Departmental Reports

1999 Annual Report

Subject Index

Aboriginal 12
Agreement 1,4,5,6,7,11
Alaska Highway Gas Pipeline Project 1
Alaska Natural Gas Transportation Act 11
Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) 1,3,4,5,7,11,14
Alaskan Gas 3
Appropriations 9
Beaufort Sea 3
British Columbia 12,13
Canadian Gas 1,3
Compliance 5,11
Consultation 4,6
Contacts 13
Cost recovery 7,8,13
Contingencies 7
Councils 12
Crown Land 6
Eastern leg 1,3,4,6
Economic recession 4
Environmental factors 11
Environmental protection 5
Expenditures 7,9
Exports 1
Fixed costs 7
Flow Capacity 1,4
Foothills Pipe Lines Ltd. 1,11
Hearings 11
Indian and Northern Affairs Canada (INAC) 6,7
Indian Reserves 6
Legislation 11,13
Mackenzie Delta 1,3
Northern Pipeline Act 1,5,8,11,13
Opportunities 3
Phase I 3
Phase II 3,4,5,7,12
Pipeline safety 5
Prebuild 1,3,4,5,7
Recoverable costs 6,8
Regulations 8,13
Regulatory 4,5,6,11
Revenues 8,9,10
Route 1,3
Routing issues 11
Socio-economic 11,13
Technical design 11
Terms and Conditions 5,11,13
Variable costs 7
Western leg 3,4
Yukon 6,12

BUDGET DES DÉPENSES

Administration du pipe-line du Nord Canada

Rapport sur le rendement

Pour la période se terminant
le 31 mars 2000

Canada

Présentation améliorée des rapports au Parlement
Document pilote

Le Budget des dépenses du gouvernement du Canada est divisé en plusieurs parties. Commençant par un aperçu des dépenses totales du gouvernement dans la Partie I, les documents deviennent de plus en plus détaillés. Dans la Partie II, les dépenses sont décrites selon les ministères, les organismes et les programmes. Cette partie renferme aussi le libellé proposé des conditions qui s'appliquent aux pouvoirs de dépenser qu'on demande au Parlement d'accorder.

Le *Rapport sur les plans et les priorités* fournit des détails supplémentaires sur chacun des ministères ainsi que sur leurs programmes qui sont principalement axés sur une planification plus stratégique et les renseignements sur les résultats escomptés.

Le *Rapport sur le rendement* met l'accent sur la responsabilisation basée sur les résultats en indiquant les réalisations en fonction des prévisions de rendement et les engagements à l'endroit des résultats qui sont exposés dans le *Rapport sur les plans et les priorités.*

©Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada — 2000

En vente au Canada chez votre libraire local ou par la poste auprès des

Éditions du gouvernement du Canada – TPSGC

Ottawa, Canada K1A 0S9

N° de catalogue BT31-4/56-2000
ISBN 0-660-61385-9

Avant-propos

Le 24 avril 1997, la Chambre des communes a adopté une motion afin de répartir, dans le cadre d'un projet pilote, la *Partie III du Budget principal des dépenses* pour chaque ministère ou organisme en deux documents, soit le *Rapport sur les plans et les priorités* déposé au printemps et le *Rapport ministériel sur le rendement* déposé à l'automne.

Cette décision découle des engagements pris par le gouvernement d'améliorer l'information fournie au Parlement sur la gestion des dépenses. Cette démarche vise à mieux cibler les résultats, à rendre plus transparente l'information fournie et à moderniser la préparation de cette information.

Cette année, la série de rapports sur le rendement d'automne comprend 83 rapports ministériels sur le rendement ainsi que le rapport annuel du Président intitulé *Une gestion axée sur les résultats – 2000*.

Ce ***Rapport ministériel sur le rendement***, qui couvre la période se terminant le 31 mars 2000, porte sur une responsabilisation axée sur les résultats en signalant les réalisations par rapport aux attentes en matière de rendement et aux engagements en matière de résultats énoncés dans le *Rapport sur les plans et priorités* pour 1999-00 déposé au Parlement au printemps de 1999.

Il faut, dans le contexte d'une gestion axée sur les résultats, préciser les résultats de programme prévus, élaborer des indicateurs pertinents pour démontrer le rendement, perfectionner la capacité de générer de l'information et soumettre un rapport équilibré sur les réalisations. Gérer en fonction des résultats et en rendre compte nécessitent un travail soutenu dans toute l'administration fédérale.

Le gouvernement continue de perfectionner les systèmes de gestion ainsi que le cadre de gestion sur le rendement. Le perfectionnement découle de l'expérience acquise, les utilisateurs fournissant au fur et à mesure des précisions sur leurs besoins en information. Les rapports sur le rendement et leur utilisation continueront de faire l'objet d'un suivi pour s'assurer qu'ils répondent aux besoins actuels et en évolution du Parlement.

Ce rapport peut être consulté par voie électronique sur le site Internet du Secrétariat du Conseil du Trésor à l'adresse suivante : http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dprf.asp

Les observations ou les questions peuvent être adressées au gestionnaire du site Internet du SCT ou à l'organisme suivant:

Secteur de la planification, du rendement et des rapports
Secrétariat du Conseil du Trésor
L'Esplanade Laurier
Ottawa (Ontario) Canada K1A OR5
Téléphone : (613) 957-7167
Télécopieur : (613) 957-7044

Administration du pipe-line du Nord

Rapport sur le rendement

Pour la
période se terminant
le 31 mars 2000

L'honourable Pierre Pettigrew
Ministre chargé de l'Administration
Du pipe-line du Nord

Table des matières

Partie I : **Sommaire** 1
Figures 1 et 2 : Cartes 2

Partie II : **Rendement du ministère** 3
A. Contexte socio-économique 3
B. Attentes en matière de rendement 5
C. Tableau des principaux engagements en matière de résultats ... 6
D. Réalisations en matière de rendement 6

Partie III : **Consolidation de rapports** ..... s/o

Partie IV : **Rendement financier**
A. Aperçu du rendement financier 7
B. Coûts fixes et coûts variables 7
C. Recouvrement des frais 8
D. Tableau de recouvrement des frais 8
E. Tableaux financiers 8
Tableau 1 : Sommaire des crédits approuvés 9
Tableau 2 : Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles 9
Tableau 3 : Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles 10
Tableau 4 : Recettes non disponibles 10

Partie V : **Aperçu du ministère** 11
A. Mandat et mission 11
B. Organisation du ministère 12
Figure 3 : Organigramme 12

Partie VI : **Autres renseignements** 13
A. Personnes-ressources pour obtenir d'autres renseignements ... 13
B. Lois et règlements d'application 13
C. Rapports exigés par la loi et rapports ministériels 13

Index 14

Partie I : Sommaire

Créée par la *Loi sur le pipe-line du Nord* (la Loi) en 1978, l'Administration du pipe-ligne du Nord (l'Administration) est chargée de superviser la planification et la construction par Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) de la partie canadienne du projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska, connu aux États-Unis sous le nom de Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska (RTGNA). Ce mégaprojet doit assurer le transport du gaz naturel de l'Alaska et éventuellement du Nord canadien vers les marchés canadien et américain du sud.

Des conditions économiques défavorables ont retardé indéfiniment l'achèvement du réseau et le niveau d'activité de l'Administration a ralenti. Ces dernières années, le rôle de l'Administration a surtout consisté à superviser les travaux d'agrandissement visant la partie sud du réseau, appelée le tronçon préalable, qui est entré en service en 1981-1982 pour assurer le transport du gaz canadien provenant surtout de la région au sud du 60e parallèle. La deuxième étape du projet consisterait à relier les parties est et ouest du tronçon préalable aux réserves de gaz américaines à Prudhoe Bay et, éventuellement, aux réserves canadiennes situées dans la région du delta du Mackenzie.

Face à une demande croissante sur les marchés d'exportation, on ne cesse d'augmenter la capacité du tronçon préalable. Celle-ci se rapproche du débit de 102 millions de mètres cubes (3,6 milliards de pieds cubes) de gaz par jour prévu dans l'accord sur le RTGNA conclu entre le Canada et les États-Unis. Le dernier agrandissement du tronçon préalable, dont les installations sont entrées en service en décembre 1998, a porté la capacité à environ 94 millions de mètres cubes (3,3 milliards de pieds cubes) par jour. Le tiers environ de toutes les exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis est acheminé par le tronçon préalable.

Les figures 1 et 2 ci-après montrent le tracé proposé du RTGNA au Canada et aux États-Unis et le détail du tronçon préalable construit au Canada.

Figure 1
Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska

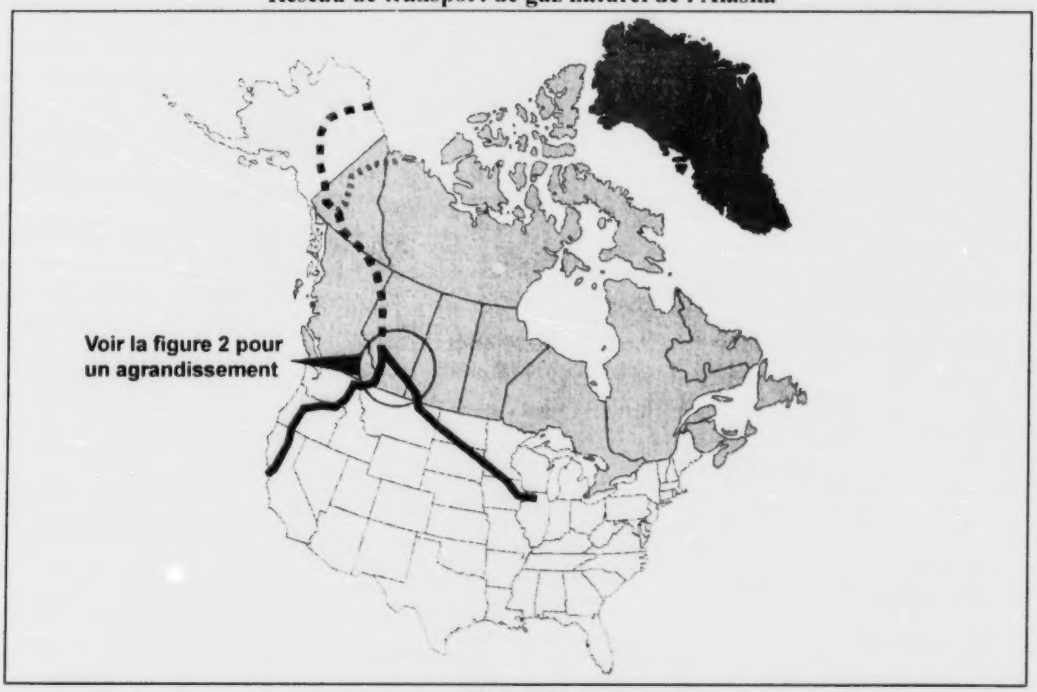
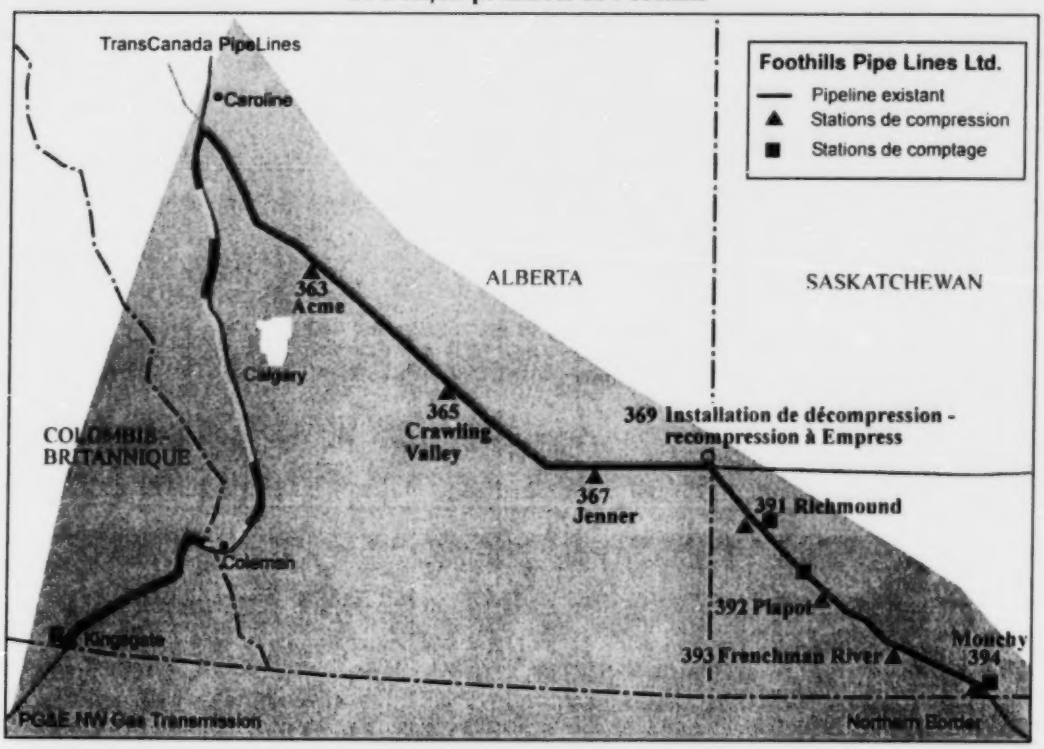


Figure 2
Le tronçon préalable de Foothills



Partie II : Rendement du ministère

Administration du pipe-line du Nord	
Dépenses prévues	259 000 $
Total des dépenses autorisées	265 000 $
Dépenses réelles 1999-2000	**202 800 $**

A. Contexte socio-économique

1. Facteurs externes et chronologie du projet

Les activités de l'Administration sont dictées par l'échéancier et le rythme d'avancement de la construction du RTGNA au Canada. Voici en bref la description et la chronologie du projet.

Le RTGNA est le projet pipelinier le plus important jamais entrepris en Amérique du Nord : sa canalisation principale à grand diamètre s'étendra sur quelque 7 700 kilomètres (4 800 milles), dont environ 42 % se trouveront au Canada. Le tracé qu'empruntera le gazoduc au Canada et aux États-Unis est représenté dans la figure 1. Une fois qu'il sera en pleine exploitation, le RTGNA devrait pouvoir transporter 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz par jour en provenance de l'Alaska. Tel qu'il est conçu, le réseau pourrait également recevoir et acheminer 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) par jour de gaz du Nord canadien, grâce à un pipeline de raccordement à partir de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

En 1977, la construction préalable de la partie sud du réseau était considérée comme un avantage, car elle ouvrirait aux producteurs canadiens de gaz naturel de nouvelles possibilités d'exportation et comblerait des besoins d'approvisionnement pressants aux États-Unis. Le tronçon préalable, qui représentait la première phase du projet, comprenait un tronçon ouest, destiné à transporter le gaz canadien aux marchés de la Californie et de la côte nord-est du Pacifique, et un tronçon est, pour desservir principalement le marché du Midwest américain. On croyait alors que la phase II, englobant la partie nord et les tronçons non encore construits dans la partie méridionale du Canada et les 48 États du sud, serait achevée dans de bons délais.

La construction du tronçon préalable s'est déroulée tel que prévu et le gaz canadien a commencé à circuler dans le réseau dès 1981-1982. L'Administration, dont le niveau d'activité avait atteint un sommet, comptait alors un effectif de plus de 100 employés.

En 1982, à peu près à la même époque où s'achevait la construction du tronçon préalable, la détérioration du marché a incité les promoteurs du réseau à mettre en veilleuse la phase II du projet. Un jeu de circonstances avait provoqué cette conjoncture défavorable, notamment :

- la chute de la demande de gaz naturel, causée par la récession économique et les mesures d'économie de l'énergie;
- l'accroissement de l'approvisionnement américain, stimulé par la hausse du prix à la tête du puits;
- la perspective de coûts de construction plus élevés, à cause de l'inflation et de la progression des taux d'intérêt.

On croyait à l'origine que le projet ne serait remis que pour deux ans environ. La phase II est restée en plan jusqu'à ce jour, et le rôle de l'Administration s'est limité à superviser les agrandissements des tronçons est et ouest. Vers le milieu des années 1980, l'Administration a réduit son effectif, ne conservant qu'un noyau d'employés. À l'heure actuelle, elle ne compte plus d'employés à temps plein. Des arrangements confiant les tâches administratives et techniques à l'Office national de l'énergie (l'Office), et la ligne de conduite à Ressources naturelles Canada, sont en place.

Depuis 1988, il y a eu cinq agrandissements visant à accroître la capacité du réseau ou sa fiabilité. Le plus important agrandissement comprenait (i) l'ajout de deux nouvelles stations de compression sur le tronçon est, en Alberta, et d'une station de compression et d'un compresseur supplémentaire en Saskatchewan; (ii) l'achèvement de la canalisation principale du tronçon ouest, dans le sud-est de la C.-B.; et (iii) un autre agrandissement du tronçon est en 1998.

La capacité du tronçon préalable continue à se rapprocher du débit de 102 millions de mètres cubes (3,6 milliards de pieds cubes) de gaz par jour que prévoit l'accord sur le RTGNA entre le Canada et les États-Unis. Le cinquième, et plus récent, agrandissement, dont les installations sont entrées en service en 1998, a porté la capacité du tronçon préalable à environ 94 millions de mètres cubes (3,3 milliards de pieds cubes) par jour.

La perspective de débouchés croissants pour le gaz en Amérique du Nord, les limites de l'approvisionnement en gaz provenant de sources traditionnelles et les prix fermes du gaz ont ravivé l'intérêt concernant les possibilités de commercialiser le gaz du Nord. En 2000, l'Administration pourrait être tenue de répondre aux questions concernant notamment la nécessité de mener d'autres évaluations et le processus de réglementation ainsi que des questions connexes relatives au RTGNA.

2. Objectifs

Les objectifs de la Loi, qui définissent l'Administration, vont comme suit :

- donner effet à l'accord de 1977 conclu entre le Canada et les États-Unis, sur lequel repose le projet;
- satisfaire, par l'entremise de l'Administration, aux obligations du gouvernement fédéral à l'égard du pipeline;
- faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipeline;
- faciliter les consultations avec les gouvernements des provinces et des territoires que le pipeline traverse et assurer une meilleure coordination entre eux;

- maximiser les avantages sociaux et économiques découlant de la construction et de l'exploitation du pipeline, tout en minimisant les effets négatifs qu'elles pourraient avoir sur le milieu social et sur l'environnement;
- promouvoir les intérêts économiques et énergétiques du Canada et maximiser les avantages industriels connexes en assurant la plus grande participation possible des Canadiens.

3. Priorités stratégiques

Les buts principaux de l'Administration consistent à :

- bien administrer la Loi relativement aux projets d'agrandissement du tronçon préalable;
- gérer la phase II de la construction du RTGNA, au besoin.

4. Défis

Au cours de 1999-2000, l'Administration a eu peu de défis à relever étant donné que la phase II du projet est restée en veilleuse. Elle a assuré la gestion du pipeline grâce à un arrangement conclu avec l'Office, qui lui fournit l'expertise technique et administrative nécessaire dans les domaines de la sécurité pipelinière et du génie, de la protection de l'environnement et des enjeux socio-économiques.

À plus long terme, le défi pour l'Administration sera de se tenir prête dans l'éventualité où on irait de l'avant avec la phase II du RTGNA.

B. Attentes en matière de rendement

Pendant l'exercice 1999-2000, l'Administration avait pour principale tâche de se tenir prête à donner suite aux requêtes déposées par Foothills et de veiller à ce que la Loi soit bien administrée.

C. Tableau des principaux engagements en matière de résultats

Administration du pipe-line du Nord		
Fournir les services suivants aux Canadiens et aux Canadiennes :	**Ce qui est manifesté par :**	**Réalisations signalées dans :**
• surveiller, sur le plan de la réglementation, la planification et la construction de la partie canadienne du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska.	• donner effet à *l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur les principes applicables à un pipe-line pour le transport du gaz naturel du Nord*, conclu en 1977.	Partie II, page 6
	• satisfaire aux conditions stipulées par la *Loi sur le pipe-line du Nord* : ▸ faciliter la construction du pipe-line; ▸ consulter les gouvernements des provinces et des territoires traversés par le pipe-ligne; ▸ maximiser les avantages sociaux et économiques découlant de la construction et de l'exploitation du pipe-line; ▸ minimiser les effets négatifs que pourrait avoir le pipe-line sur le milieu social et l'environnement; ▸ promouvoir les intérêts économiques et énergétiques du Canada; ▸ maximiser les avantages industriels connexes et la participation des Canadiens.	Partie II, page 6

D. Réalisations en matière de rendement

Grâce au concours de l'Office, l'Administration a été en mesure de donner suite efficacement à toutes les requêtes que Foothills a déposées aux termes de la Loi à l'égard de son projet d'agrandissement 1998 du tronçon est du réseau. Cela a permis d'assurer que Foothills a mené ses travaux de manière sécuritaire et en tenant dûment compte de la protection de l'environnement. Le processus de réglementation a facilité la consultation des gouvernements provinciaux et des autres parties intéressées, et favorisé la maximisation des retombées socio-économiques pour les Canadiens.

Les ententes actuellement en place entre l'Office et d'autres ministères continuent de favoriser des gains d'efficacité dans l'application de la Loi. Une entente sur les servitudes conclue entre le gouvernement du Yukon, l'Administration et Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) facilite la collecte des droits de servitude liés aux droits d'accès accordés à Foothills pour le projet de gazoduc. L'Administration a perçu les droits annuels, au montant de 30 400 $, an nom d'AINC, et a remis au gouvernement du Territoire du Yukon la part qui lui revient. Ces opérations n'ont pas été comprises dans le calcul des frais recouvrables présentés à la partie IV : Rendement financier.

Partie IV : Rendement financier

A. Aperçu du rendement financier

L'ampleur des travaux de construction reliés au RTGNA a une incidence directe sur le budget de fonctionnement de l'Administration, qui s'élève à 259 000 $. Tous les coûts engagés sont recouvrés intégralement de Foothills grâce à un mécanisme de recouvrement des frais que l'Office administre.

Le budget de fonctionnement de l'Administration incorpore chaque année la marge de manoeuvre nécessaire pour éviter, en cas d'imprévus, d'avoir à demander des crédits supplémentaires au Parlement dans l'éventualité où l'on amorcerait la construction de la phase II. Les dépenses de fonctionnement de l'Administration sont maintenues au minimum, à moins de démarches ou de la présentation de requêtes officielles par Foothills, auquel cas elles peuvent augmenter proportionnellement.

B. Coûts fixes et coûts variables

Le budget de fonctionnement de l'Administration comprend des coûts fixes et des coûts variables, qui ont beaucoup varié en 1999-2000.

Au nombre des coûts fixes figurent les salaires du personnel de l'Administration, l'administration du contrat de tenue à bail par AINC et le coût de location des locaux à bureaux gérés par Travaux publics et Services gouvernementaux Canada. Par suite du retard dans l'achèvement du RTGNA et, par conséquent, des activités limitées de l'Administration en 1999-2000, les deux employés de l'Administration ont reçu des indemnités de départ, et le travail qu'ils faisaient a été transféré principalement à l'Office. Les locaux à bureaux, que fournissait le ministère des Affaires étrangères et Commerce international (MAECI), ont été récupérés par ce ministère, et un local pour l'entreposage des archives documentaires a été obtenu de Travaux publics.

Par suite des changements touchant la partie des coûts fixes, les coûts variables de l'Administration, qui sont liés au coût des services fournis par l'Office, ont augmenté légèrement. En outre, d'autres coûts variables, y compris les honoraires du conseiller spécial en politique et affaires publiques, le coût du soutien administratif et technique et le coût d'autres services fournis par contrat, sont légèrement différents en 1999-2000. Le contrat du conseiller spécial s'est terminé en 1999-2000; les services que celui-ci rendait sont maintenant fournis à même les ressources du gouvernement du Canada. Le coût des services administratifs et techniques de l'Office peuvent beaucoup varier en fonction de l'échéancier et de l'ampleur des activités d'agrandissement du tronçon préalable de Foothills.

C. Recouvrement des coûts

Les dépenses engagées par l'Administration pour l'application de la Loi sont intégralement recouvrables, y compris le coût des services fournis par d'autres ministères et par l'Office.

Conformément au paragraphe 29(1) de la Loi, l'Administration recouvre la totalité de ses coûts, d'après le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*. Le montant à recouvrer est calculé à partir d'estimations et rajusté dans les années subséquentes une fois que les frais réels ont fait l'objet d'une vérification. Foothills doit payer l'intégralité des frais recouvrables; la facturation, faite par l'Office au nom de l'Administration, est trimestrielle. Le tableau 1, Recouvrement des frais, donne le détail des montants recouvrés et des rajustements.

D. Tableau de recouvrement des frais

Comparaison historique des frais recouvrables de l'APN (en milliers de $)

	1997	1998	1999	2000	2001
Frais recouvrables estimatifs	251	258	259	258	260
Frais recouvrables réels	-123	-162	-159	-	-
Rajustement pour l'année à venir	128	96	100	-	-
Frais recouvrables estimatifs	251	258	259	258	260
Rajustement pour l'année précédente	-120	-117	-128	-96	-100
Montant total recouvré	131	141	131	162	160

(1) Selon les données disponibles au 16 juin 2000. La *Loi sur le pipe-line du Nord* exige que le Vérificateur général du Canada procède à une vérification annuelle de l'organisme. Les renseignements ne sont pas disponibles avant la fin des vérifications portant sur l'année civile correspondante.

E. Tableaux financiers

Les tableaux financiers donnent un aperçu du rendement financier de l'Administration du pipe-line du Nord en 1999-2000.

Tableau 1 - Sommaire des crédits approuvés
Tableau 2 - Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles
Tableau 3 - Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles
Tableau 4 - Recettes non disponibles

Tableau 1: Sommaire des crédits approuvés

Besoins financiers par autorisation (en milliers de $)				
		1999-2000		
Crédit	Administration du pipe-line du Nord	Dépenses prévues	Autorisations totales	Dépenses réelles
60	Dépenses du programme	237	243	202,8
	Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	22	22	22
Total de l'APN		**259**	**265**	**224,8**

Tableau 2: Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues totales par rapport aux dépenses réelles (en milliers de $)			
	1999-2000		
Administration du pipe-line du Nord	Dépenses prévues	Autorisations totales	Dépenses réelles
FTE's	2	2	1
Fonctionnement	259	265	224,8
Immobilisations	-	-	-
Subventions et contributions votées	-	-	-
Total des dépenses brutes	259	265	224,8
Moins :			
Recettes disponibles[1]			
Total des dépenses nettes	259	265	224,8
Autres recettes et dépenses			
Recettes non disponibles[2]	-259	-265	-224,8
Coût des services offerts par d'autres ministères[3]	-	-	-
Coût net du programme	0	0	0

(1) Appelées auparavant « recettes à valoir sur le crédit ».
(2) Appelées auparavant « recettes à valoir sur les recettes générales du gouvernement (RGG) ».
(3) Le coût des services fournis par l'Office national de l'énergie est compris dans les dépenses de fonctionnement réelles de l'Administration.

Tableau 3: Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues totales par rapport aux dépenses réelles (en milliers de $)					
			1999-2000		
	Dépenses réelles 1997-1998	Dépenses réelles 1998-1999	Planned Spending	Autorisations totales	Dépenses réelles
Administration du pipe-line du Nord Agency	170,3	142,7	259	265	224,8
Total	**170,3**	**142,7**	**259**	**265**	**224,8**

Tableau 4: Recettes non disponibles

Recettes non disponibles (en milliers de $)					
			1999-2000		
	Recettes réelles 1997-1998	Recettes réelles 1998-1999	Recettes prévues	Autorisations totales	Recettes réelles
Administration du pipe-line du Nord	129,7	140,6	259	259	166,2
Total des recettes non disponibles [1]	**129,7**	**140,6**	**259**	**259**	**166,2**

(1) Appelées auparavant « recettes à valoir sur les recettes générales du gouvernement (RGG) ».

Partie V : Aperçu du ministère

A. Mandat et mission

En 1977, à l'issue d'audiences exhaustives, le Canada et les États-Unis ont conclu *l'Accord sur les principes applicables à un pipe-line pour le transport du gaz naturel du Nord*, qui devait servir de cadre pour la construction et l'exploitation du RTGNA.

En 1978, le Parlement a promulgué la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour :

(i) donner effet à l'accord;

(ii) constituer l'Administration du pipe-line du Nord, chargée de superviser la planification et la construction de la partie canadienne du projet, réalisée par Foothills Pipe Lines Ltd.

Le gouvernement des États-Unis a aussi promulgué une loi de mise en vigueur, la *Alaska Natural Gas Transportation Act*.

Avant d'entreprendre la construction d'un tronçon quelconque du pipe-line, Foothills doit obtenir diverses approbations auprès de l'Administration, conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et aux conditions établies sous le régime de cette loi. Ces approbations concernent les aspects socio-économiques et environnementaux, l'établissement du tracé, la conception technique ainsi que d'autres aspects tels qu'une preuve concernant les sources de financement. Le directeur général et le fonctionnaire désigné de l'Administration sont investis de pouvoirs d'approbation (le premier ayant le pouvoir délégué d'autoriser des points qui exigent l'approbation du ministre responsable de l'Administration). Dans certains cas, il faut également obtenir l'approbation de l'Office national de l'énergie.

L'Administration coordonne, au nom du Gouvernement du Canada, la mise en oeuvre de l'accord conclu en 1980 avec les États-Unis relativement à l'acquisition de certains matériaux particuliers entrant dans la construction du réseau, tels que des compresseurs, des conduites à grand diamètre, des vannes et des raccords. Cet accord prévoit que les fournisseurs canadiens et américains auront l'occasion de soumissionner pour la fourniture des biens selon un régime généralement concurrentiel. Le Canada a suspendu l'application de l'accord à l'égard du dernier projet d'agrandissement de Foothills en raison de l'absence de réciprocité de la part des États-Unis.

L'Administration surveille les travaux de construction proprement dits pour garantir que Foothills se conforme à ses divers engagements et adopte de saines pratiques techniques et environnementales.

B. Organisation du ministère

L'Administration du pipe-line du Nord a été désignée un ministère pour l'application de la *Loi sur la gestion des finances publiques*. Elle fait rapport au Parlement par l'entremise du ministre du Commerce international, qui assure la gestion et la direction de l'organisme. L'Administration compte deux agents supérieurs : un directeur général et un directeur et fonctionnaire désigné. Le directeur général de l'Administration, charge qu'exerce actuellement le sous-ministre du Commerce international, est nommé par le gouverneur en conseil. À l'heure actuelle, le directeur et fonctionnaire désigné est le président de l'Office national de l'énergie.

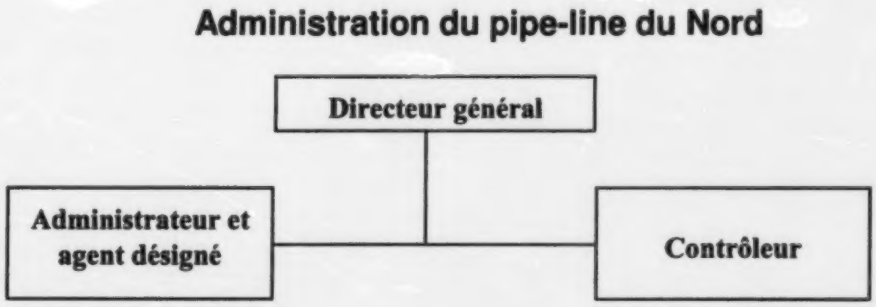
En raison du faible niveau d'activité de l'Administration, des dispositions ont été prises pour qu'elle obtienne de l'Office une aide administrative et technique, moyennant remboursement. En outre, Ressources naturelles Canada lui fournit une ligne de conduite. L'Administration ne compte pas de personnel à temps plein pour le moment.

Pour aider davantage le ministre responsable de l'Administration dans l'exécution du mandat de celle-ci, le gouvernement fédéral a créé deux conseils consultatifs dont les membres – gens d'affaires, Autochtones et autres parties intéressées – sont chargés de représenter les collectivités du Nord, de la Colombie-Britannique et du Yukon. On a laissé expirer le mandat des membres de ces conseils en raison de la mise en veilleuse de la deuxième phase du projet.

En sa qualité d'employeur distinct, l'Administration observe étroitement les principes de gestion du personnel qui ont cours dans la fonction publique fédérale, tout en concevant ses propres systèmes afin d'appliquer des politiques conformes à ses besoins opérationnels.

La figure 3 illustre les liens hiérarchiques des principaux agents de l'Administration.

Figure 3: Organigramme



Partie VI : Autres renseignements

A. Personnes-ressources pour obtenir d'autres renseignements

Bureau du Commissaire
Immeuble Lester B. Pearson
125, Sussex Drive
Ottawa (Ontario) K1A 0G2

Administration du pipe-line du Nord
A/s de l'Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

B. Lois et règlements d'application

Loi sur le pipe-line du Nord L.R.C. 1977-78, ch. 20, art.1

Modalités socio-économiques et écologiques (1980-1981)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta (Décret NP-MO-1-80, daté du 12 juin 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique (Décret NP-MO-2-80, daté du 12 juin 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique (Décret NP-MO-11-80, daté du 29 août, 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique (Décret NP-MO-12-80, daté du 29 août, 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Saskatchewan (Décret NP-MO-13-80, daté du 29 août, 1980)

Règlements

Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie DORS/91-7

C. Rapports exigés par la loi et rapports ministériels

Rapport annuel 1999

Index

Accord 1,3,4,6,11
Affaires indiennes et du Nord Canada 6
Alaska Natural Gas Transportation Act 11
Audiences 11
Autochtones 12
Capacité 1,4
Colombie-Britannique 12
Conception technique 11
Conseils consultatifs 12
Consultation 4,6
Coûts variables 7
Coûts fixes 7
Crédits 7,8,9
Delta du Mackenzie 1,3
Dépenses 3,7,8,9,10
Établissement du tracé 11
Exportations 1
Foothills Pipe Lines Ltd. 1,11
Frais recouvrables 6,8
Gaz canadien 1,3
Imprévus 7
Loi sur le pipe-line du Nord 1,6,8,11,13
Loi 1,4,5,6,8,11,13
Mer de Beaufort 3
Modalités 13
Pacifique 3
Phase II 3,4,5,7
Possibilités 3,4
Première phase 3
Projet de construction 1
Protection de l'environnement 5,6
Récession économique 4
Recettes 8,9,10
Recouvrement des frais 7,8,13
Règlements 13
Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska 6
Sécurité pipelinière 5
Socio-économique 3,5,6,11,13
Tracé 1,3,11
Tronçon est 3,4,6
Tronçon ouest 3,4
Tronçon préalable 1,3,4,5,7
Yukon 6,12